

地域気象モデルと地理情報システムを利用した洋上風力賦存量の評価

AN ASSESSMENT OF OFFSHORE WIND ENERGY POTENTIAL USING MESOSCALE MODEL AND GIS

山口 敦¹⁾佐々木庸平²⁾石原 孟³⁾藤野陽三⁴⁾Atsushi YAMAGUCHI¹⁾, Yohe SASAKI²⁾, Takeshi ISHIHARA³⁾ and Yozo FUJINO⁴⁾

ABSTRACT

In this study, offshore wind power potential in the supply area of Tokyo Electric Power Company (TEPCO) was investigated by using mesoscale model and geographical information system (GIS). Following results were obtained. 1) The mesoscale model can predict the annual mean wind speed with the error of 4.8%. 2) As Choshi is located at the tip of a cape, annual mean wind speed at 10km offing exceeds 7.5m/s offshore Choshi, while it is only 5.7m/s at northern site. 3) Considering the area 50km from the shore, total theoretical potential reaches 277TWh/year accounting for 94% of the annual demand for TEPCO. 4) Imposing economical and social restrictions, the available potential becomes 94TWh/year, 99.6% of which is exploited by floating foundation. 5) Floating foundation should be developed so that it will fit the water depth between 20m and 200m. 6) When service life of the foundation is set to more than 50 years, the offshore wind farm in this region will be profitable.

Key Words: Offshore Wind Energy Potential, Mesoscale Atmospheric Model, GIS, Wind Farm Profitability

1. はじめに

2003年から施行されたRPS法により電力会社の自然エネルギー導入義務量が制定され、自然エネルギーの中で最も期待されている風力エネルギーの導入が日本でも進んでいるが、陸上での適地が少なくなりつつある。特に大電力消費地を持つ東京電力管内では、適地不足が深刻である。一方、風力エネルギー先進国である欧州ではやはり陸上の適地不足から大規模な洋上ウインドファームの開発が進んでおり、日本でも洋上ウインドファームの開発が期待されている。大規模洋上ウインドファームの実現には、洋上に存在する賦存量、現在および近い将来に実現可能な技術で経済的に取り出すことのできる開発可能量を明らかにする必要がある。日本近海における洋上風力エネルギー賦存量を見積もった例として、長井ら¹⁾は灯台の観測データをもとに線形風況予測モデルWAsPを用い、洋上風力賦存量を予測した。しかし、灯台における風速の観測データは沿岸近傍のデータであり、洋上の風速を代表するものではない。藤井ら²⁾はDMSP衛星によるSSM/I画像データを用い、海面の波から海表面における風速を推定し、洋上風力賦存量を推定した。しかし、洋上に設置する風車のナセル高さは海面から80m程度であるため、海表面の風速を賦存量の推定に用いることはできないのに加え、空間的、時間的分解能も粗く、推定手法の精度も未検証であるという問題が残されている。また、実際に開発可能な風力発電量を推定し、風力発電所の計画を行うためには、社会的、技術的、経済的に風力発電所の設置が可能な海域を考慮する必要がある。Voivontas et al.³⁾は地理情報システムを用い、陸上の風力エネルギー賦存量を、理論的に存在する理論賦存量、社会的制約条件を課した利用可能賦存量、技術的制約条件を課した技術的賦存量、経済的制約条件を課した経済的賦存量に分け、意思決定支援システムRES-DSSを構築した。また、Hillring and Kreig⁴⁾は、人口密集地や集落近傍、軍事施設を除き、スウェーデン南

1),3) 東京大学大学院工学系研究科総合研究機構 助手, 助教授

2),4) 東京大学大学院工学系研究科社会基盤工学専攻 大学院生(研究当時), 教授

部の風力エネルギー賦存量を求めた。しかしながら、ヨーロッパの陸上や北海沿岸と日本近海の洋上では考慮すべき社会的条件が異なることに加え、日本沿岸とヨーロッパの北海沿岸では海底地形が異なり、考慮すべき基礎形式が異なり技術的制約条件も異なったものになる。

本研究では電力需要の大きい関東地方沿岸を対象として、まずメソスケール気象モデルを用いたシミュレーションにより関東沿岸の洋上における風況特性を解明し、風力発電賦存量を明らかにする。次に日本近海において洋上ウィンドファームの建設を制限する社会的、技術的、経済的制約条件を解明し、日本近海における風力発電開発可能量の推定基準を提案する。さらに、気象モデルにより推定した風力発電賦存量に提案した風力発電量の推定基準を適用することにより、関東地方沿岸域における実際の風力発電開発可能量を明らかにする。最後にこの海域に実際にウィンドファームを建設した際の経済性評価を行い、大規模洋上ウィンドファームが成立するための条件について明らかにする。

2. 地域気象モデル RAMS の概要

本研究では風況を計算するためのメソスケール気象モデルとして、地域気象モデル RAMS⁵⁾を使用した。RAMS は非静水圧力学方程式を基礎とし、メソスケールの気象現象に支配的な影響を与える放射過程、雲、土壌のモデルが組み込まれている。地表面の境界条件としては、大気の流れと地面の放射吸収量に影響を与える地形、熱と力学的な境界条件を与える土地利用、海水面温度を与える。本研究では地形としては国土地理院の 50m メッシュ数値地図、土地利用としては国土交通省による国土数値情報、海水面温度としては全球 1 度グリッドの気候値を用いた。

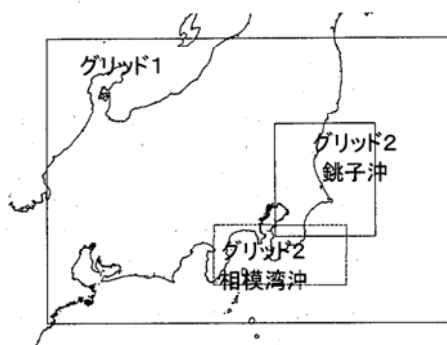


図 1 本研究で用いた計算領域

地形のない洋上が本研究の対象であるため、最小水平分解能は 2km とした。メソスケールの現象を適切に再現させるため、二重にネスティングさせた格子を用い、双方向に計算結果を反映させながら計算を行った。本研究で用いた計算領域を図 1 に示す。外側のグリッド 1 は関東平野と周辺の山岳地域を含む領域とし、水平解像度を 10km とした。水平解像度 2 km である内側のグリッド 2 は本研究で対象とする領域であり、関東地方沿岸部を含むように、図 1 に示すように銚子沖と相模湾沖の 2 つを設定し、それぞれの計算を行った。銚子沖の水平計算格子点数は東西 78 × 南北 86 であり、相模湾沖は東西 106 × 南北 54 である。鉛直方向に関しては、地表面、海表面付近の風速の鉛直プロファイルを正しく再現できるように地表面付近の最小格子間隔を 20m とし、上空では最大 1000m の格子間隔を用い、計算領域の高さは 25km とした。計算対象期間は、異常年検定において異常がない⁶⁾とされている 2000 年 1 年とし、日本標準時で 2000 年 1 月 1 日から 12 月 31 日までの通年シミュレーションを行った。雲や降雨の大気水象のモデルとしては、計算時間と精度のバランスを考慮し、雲のみを再現し降水過程を再現しないモデルを用いた。側方境界条件および初期条件としては、ECMWF(ヨーロッパ中期気象予報センター)による全球モデルの客観解析値(気圧面鉛直 14 層のジオポテンシャル高度、温度、相対湿度、水平風速成分)を初期及び境界における同化データとして連続的に計算に取り込んだ。計算結果の出力は毎正時 10 分平均の風速の各成分を 1 時間間隔で行った。計算には Athlon 2.0GHz 20cpu の Linux による PC クラスタを用い、銚子沖、相模湾沖両方の 1 年分の計算に要した時間は計 600 時間であった。

3. 銚子気象台における風況特性

対象とした領域内の気象官署の中で最も海に近い銚子気象台において観測された風速、風向を用いて、地域気象モデル RAMS による計算を検証した。銚子気象台の周辺は比較的平坦で、地面からの高さ 28.2m の観測タワーにおいて風速と風向が観測されている。図 2 に銚子気象台での 2000 年 1 年間の日平均風速を、図 3 に 2000 年 6 月の毎正時 10 分平均風速を示す。実線が、地域気象モデル RAMS による計算結果、鎖線が観測データを示す。モデルによる計算は観測された風速をよく再現しており、年平均風速の予測誤差は、4.8% と非常に高い精度を示している。これは、気象台周辺が平

坦であり局所地形の影響を受けておらず、2km の水平解像度が十分であるためと考えられる。なお、1 年間の日平均風速の二乗誤差は 1.17m/s、毎正時 10 分平均風速の二乗誤差は 2.10m/s となっており、気象モデルによる予測は 1 日程度の平均風速の予測に用いた場合にその精度が改善されることがわかる。

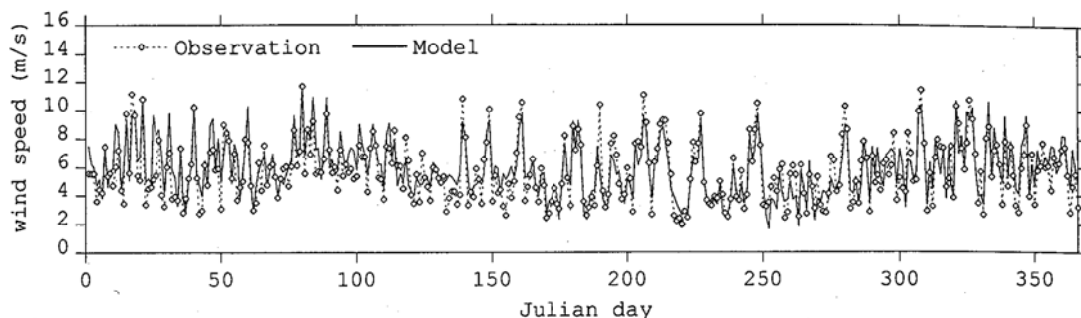


図2 銚子気象台における2000年1年間の日平均風速

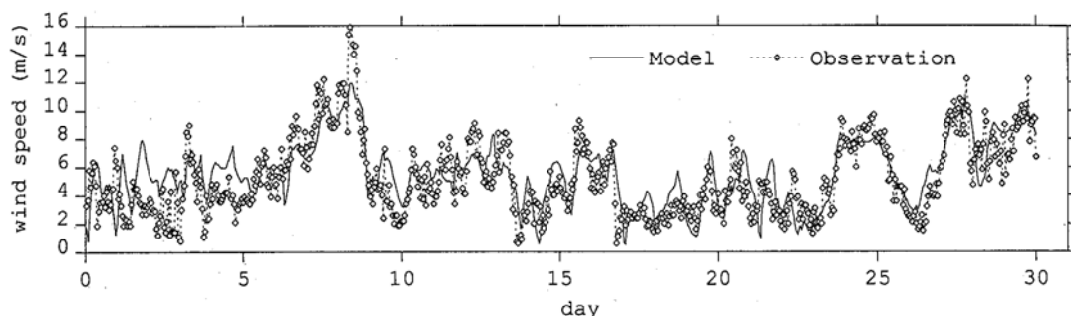


図3 銚子気象台における2000年6月の毎正時10分平均風速

図 4(a)には年間の銚子気象台における風配図を示す。実線がモデルによる解析結果、影付きの鎖線が観測値を示す。北東、南西の卓越風向がよく再現されており、風速だけでなく風向の再現性も高いことがわかる。銚子において、主風向は季節によって大きく変化する。図 4(b)は、銚子気象台における6月の、(c)は10月の風配図をそれぞれ示す。6月には主風向は南南西であるが、10月には北北東から北東に変化する。モデルによる計算は、この風配の変化も的確に予測できることがわかる。

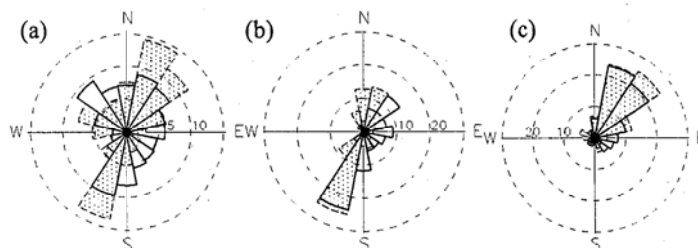


図4 銚子気象台における風配図(a)年間、(b)6月、(c)10月

4. 関東地方沿岸の風況特性と風力発電賦存量

図5は銚子沖の年平均風速分布を示したものである。全体的に沿岸に近い場所ほど平均風速が弱く、陸から遠ざかるにつれて風速が増大していることがわかる。また、沿岸からの距離が同じでも場所によって、風速に大きな違いがある。図6には沿岸からの距離10kmに沿った線上の年平均風速を示す。銚子沖10kmを基準に北側を正の距離としたとき、銚子沖(0km 地点)で最も年平均風速が高く、北側に行くに従い風速は急激に低くなるのに対し、銚子沖以南では平均風速の大幅な減少は見られない。最も風速が高い銚子沖に対し、最も風

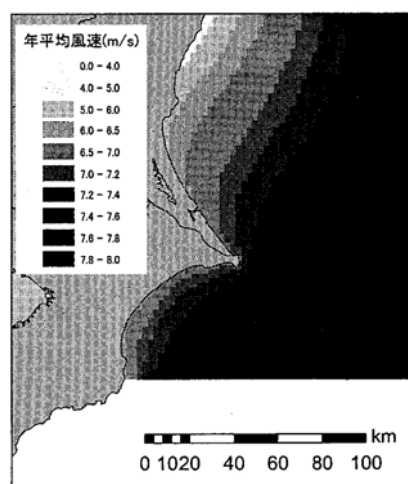


図5 銚子沖の年平均風速図

速の低い銚子北 70km の海域では年平均風速は 25%程度低くなっている。これは、この海域における主風向の一つである南から南南西の風の時に銚子以南の海域では南側には陸地がないため、風速が減速することがないのに対し、銚子北側の海域では、南南西に陸地が位置しているため、風速が減少するためと考えられる。

次に、気象モデルの計算結果から求められた風況データを用い、関東沿岸の海域における賦存量を求めた。関東地方 1 都 6 県の沿岸 50km までの海域を対象とし、風車はハブ高さ 70m、ロータ直径 80m の 2MW 風車を想定し、風車の配置間隔はロータ直径の 8 倍(8D×8D)とした。このとき対象海域には 49,405 基の風車が設置可能である。図 7 には求められた 1km²あたりの年間発電量を示す。概ね平均風速と似た分布を示し、対象とした海域全体では 1 年間に 277TWh という高い発電量が得られることがわかった。これは東京電力の年間供給電力量 295TWh の 94%に相当する。このことから、関東近海の海域には、十分な風力エネルギー賦存量があると言える。

5. ウィンドファーム建設の制約条件と地理情報システムを用いた開発可能性

洋上においてウィンドファームを建設することのできる海域は限られている。前章で求めた賦存量から、開発可能性を評価するためには、技術的、社会的、経済的な観点から立地制約条件を考え、建設不可能な海域を除外する必要がある。本研究ではまず、日本近海において洋上ウィンドファームを建設する際の立地制約条件を整理し、日本近海での洋上風力発電開発可能性を考える上で除外すべき海域の決定方法を提案する。

表 1 制約条件と本研究で用いた地理データ

制約条件	内容	地理データの種類	使用したデータ	データ入手先
技術的	風車設置可能水深	等深線	日本近海等深線データ	海洋情報研究センター
経済的	送電ケーブル長	海岸線、発電所位置	国土数値情報	国土交通省
社会的	環境影響海域	自然公園設定区域	国土数値情報	国土交通省
		漁礁	国土数値情報	国土交通省
	既利用海域	漁業権設定区域	国土数値情報	国土交通省
		増養殖施設	国土数値情報	国土交通省
		漁港エリア	国土数値情報	国土交通省
		港湾エリア	国土数値情報	国土交通省
		航路	国土数値情報	国土交通省

立地制約条件は、技術的、経済的、社会的制約条件の 3 種類に分類できる。本研究では技術的な制約条件としては水深を考慮した。現在欧州で実用化されている着底型基礎構造を用いた場合に風車が設置可能な水深は 0～20m である。一方、現在実用化に向け開発が進められている浮体式基礎構造は設置水深は 20～500m を目標としている⁷⁾。そこで本研究ではこれら二つの水深域での開発可能性をそれぞれ評価した。次に経済的制約条件としては海底送電ケーブルの延長を考慮した。海底ケーブルの延長が 40km を超えると経済的な交流高圧送電が不可能となるためである。また、維持管理の作業性の点からも 40km 以上は除外するのが望ましいため、経済的制約条件として、沿岸から 40km 以上の海域を除外し

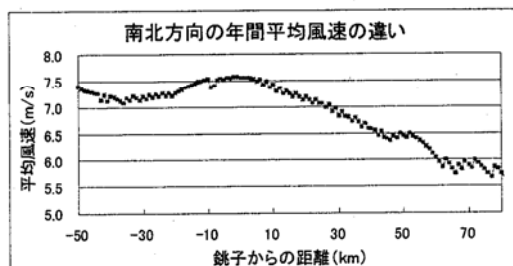


図 6 沿岸距離 10km での南北方向の風速変化

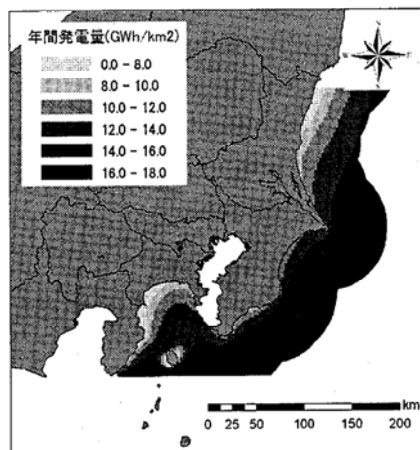


図 7 関東地方沿岸海域における 1km²あたりの年間発電可能量

た。さらに社会的制約条件としては、自然公園区域、漁業権設定区域、航行区域等の既利用区域を除外した。自然公園区域や航行区域では風車の建設は許可されず、また漁業権設定区域についても、漁業補償によるコスト変動リスクや交渉による事業遅延リスクを考慮すると、発電可能量を評価する海域から除外するのが望ましい。

表 1 に以上の制約条件とその条件に関係する地理データをまとめた。等深線及び海岸線データは、海洋情報研究センターより購入した「日本全域海岸線データ」と「日本近海等深線データ」を使用した。他のデータは全て国土交通省より入手した国土数値情報を用いた。

以上のような立地制約条件を考慮すると、関東地方沿岸海域の開発可能量は、現在実用化されている着底型基礎構造を用いる場合、すなわち水深 20m 以下の海域にウインドファームの建設を限る場合には 0.4TWh/year となり、賦存量のわずか 0.1%に過ぎない。これは日本では海底の地形が急峻なため、着底型基礎構造に適した水深 20m 以下の海域は沿岸のごく近傍に限られ、ほとんどの場合漁業権が設定されており、ウインドファームの建設が不可能であるためである。より深い水深の海域に建設が可能な浮体式基礎構造を用いた場合、開発可能量は 94TWh/year となり、賦存量の 34%が開発可能となる。また、この発電量は 2001 年度東京電力の総供給量の 32%に相当する。図 8 に浮体式基礎構造を用いた場合の発電可能量マップを等深線と併せて示す。また図 9 には、水深別の発電量を示す。水深 20~200m での発電量が大きく、浮体式基礎を導入するメリットが大きいくことがわかる。図 8 からわかるように、水深が 200m を超えると急激に水深が深くなり、水深 500m に達するまでの海域の面積は小さいため、水深 200m 以上の海域での発電量はあまり期待できず、浮体式基礎の技術開発においては水深 200m 以下の海域を目標とすればよいことがわかる。

6. 洋上ウインドファームの実現可能性評価

最後に関東地方の沿岸域に実際に大規模洋上ウインドファームを建設すると想定したときの実現可能性、経済性を評価した。設置海域は陸上の系統連携を考え、発電所からの距離 40km 以内とし、図 10 に示す銚子沖の海域を選定した。この海域に浮体式基礎による 5MW 風車 200 基による 100 万 kW のウインドファーム設置を想定すると、東京電力の RPS 法による 2009 年度推定義務量の 106% に相当する 3.1TWh の年間発電量が見込める。

次にこのウインドファームの発電単価を計算する。建設コスト、維持管理コスト、金利、風車および基礎の償却年数として表 2 に示す値を仮定し、式(1)を用い発電単価を算出する。建設コスト、維持管理コストと、算出式(1)は金網⁷⁾において

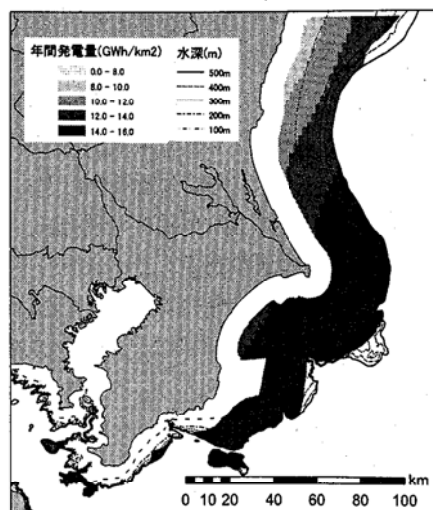


図 8 浮体式基礎を用いた場合の発電可能量

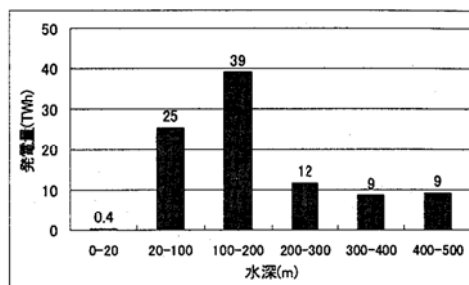


図 9 全制約条件考慮後の水深別発電可能量

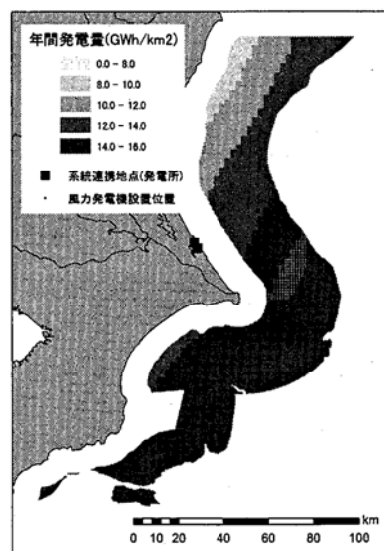


図 10 洋上ウインドファーム設置位置

SPAR 型の基礎を用いた場合の数字より、発電コストは、この場合 14.4 円/kWh となり、現在の一般的な風力発電の売電単価 11.5 円/kWh を上回る。発電コストを下げるためには、建設コスト、維持管理コストを下げるか、風車および基礎の償却年数を延ばすことが考えられるが、土木構造物においては従来から耐用年数 100 年程度の構造物が作られているため、基礎の償却年数を延ばすことが最も現実的であると考えられる。図 11 には基礎の償却年数を延ばした場合の発電コストの変化を示す。基礎構造の償却年数を 50 年とすると発電単価は売電単価を下回り、事業化基準を満たす。これらのことから、関東地方沿岸に大規模洋上ウィンドファームを建設することは現実的であり、特に基礎構造の耐用年数を 50 年に延ばすことができれば事業として経済的に成立することがわかる。

表 2 発電単価算出に用いたパラメータ

建設費用	風車価格	8.93 億円
	浮体基礎価格	12.6 億円
	曳航設置費	1.2 億円
	送電設備価格	2.5 億円
総建設費用		25.23 億円
建設補助金		8.41 億円
年間維持管理費		0.5 億円/年
利息		3%/年
償却年数	風車	20 年
	浮体基礎	20 年

$$\text{発電単価(円/kWh)} = \frac{\left(\frac{\text{風車価格(円)}}{\text{風車償却年数(年)}} + \frac{\text{基礎価格(円)}}{\text{基礎償却年数(年)}} \right) + (\text{総建設費用(円)} - \text{建設補助金(円)}) \times \text{利息(\%/年)} + \text{年間維持管理費(円/年)}}{\text{年間発電量(kWh/年)}} \quad (1)$$

7. まとめ

本研究では関東地方沿岸域を対象とし、メソスケール気象モデルを用いた水平解像度 2km のシミュレーションを行い風況及び風力発電賦存量を解明するとともに、地理情報システムを利用し、技術的、社会的、経済的制約条件を考慮した関東地方沿岸域の風力発電開発可能性を評価した。その結果以下の結論を得た。

- 1) 気象シミュレーションにより、年平均風速の予測誤差が 4.8% という高い精度で風況を予測することができた。
- 2) 洋上では沿岸から離れるにつれ風速が増大するが、沿岸からの距離が一定でも銚子沖以南に比べ、銚子沖より北側では、北に行くにつれ年平均風速が減少する。
- 3) 関東地方沿岸域には東京電力の供給電力量の 94% という高い風力発電賦存量が存在する。
- 4) 着底型基礎を用いた場合に開発可能な発電量は 0.4TWh/年に過ぎないが、浮体式基礎を用いると 94TWh/year が利用可能である。
- 5) 浮体式基礎の開発目標水深は 20m~200m とした場合に最も発電量が望める。
- 6) 基礎の償却年数を 50 年とすると、浮体式洋上ウィンドファームは事業化基準を満たすことから、耐用年数 50 年以上の浮体式基礎の開発が望まれる。

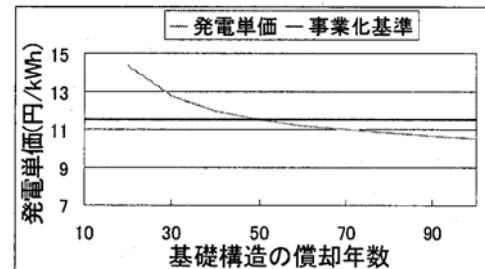


図 11 基礎構造の償却年数による発電単価の変化

参考文献

- 1) 長井浩, 牛山泉: 日本沿岸のオフショア風力発電の可能性, 2000 年太陽/風力エネルギー講演論文集, pp. 219-221, 2000
- 2) 藤井朋樹: An Estimation of the Potential of Offshore Wind Power in Japan By Satellite Data, 1999 年太陽/風力エネルギー講演論文集, pp. 447-450, 1999
- 3) D. Voivontas, D. Assimacopoulos and A. Mourelatos: Evaluation of Renewable Energy Potential Using a GIS Decision Support System, *Renewable Energy*, Vol. 13, No. 3, pp. 333-344, 1998
- 4) Bengt Hillring and Roland Krieg: Wind Energy Potential in Southern Sweden – Example of Planning Methodology, *Renewable Energy*, Vol. 13, No. 4, pp. 471-479, 1998
- 5) R.A. Pielke et al.: A Comprehensive Meteorological Modeling System – RAMS, *Meteorol. Atmos. Phys.*, Vol. 49, pp. 69-91, 1992
- 6) 林宏典, 佐々木律子, 鈴木靖: 局所風況予測システムプロトタイプの精度, シンポジウム: 風力発電タービンの最適立地探査法概要集, pp. 79-82, 2002
- 7) 金鋼正矢: 浮遊式洋上風力発電基地の実現性について, 海洋開発ニュース, Vol. 30, No. 5, pp. 28-33, 2002